

Discussion Paper No. 13-065

**Den Strommarkt an die
Wirklichkeit anpassen:
Skizze einer neuen Marktordnung**

Andreas Löschel, Florens Flues, Frank Pothén,
and Philipp Massier

ZEW

Zentrum für Europäische
Wirtschaftsforschung GmbH

Centre for European
Economic Research

Discussion Paper No. 13-065

**Den Strommarkt an die
Wirklichkeit anpassen:
Skizze einer neuen Marktordnung**

Andreas Löschel, Florens Flues, Frank Pothén,
and Philipp Massier

Download this ZEW Discussion Paper from our ftp server:

<http://ftp.zew.de/pub/zew-docs/dp/dp13065.pdf>

Die Discussion Papers dienen einer möglichst schnellen Verbreitung von
neueren Forschungsarbeiten des ZEW. Die Beiträge liegen in alleiniger Verantwortung
der Autoren und stellen nicht notwendigerweise die Meinung des ZEW dar.

Discussion Papers are intended to make results of ZEW research promptly available to other
economists in order to encourage discussion and suggestions for revisions. The authors are solely
responsible for the contents which do not necessarily represent the opinion of the ZEW.

Non-technical Summary

The German electricity market changes elementarily these days. Renewable energy replaces such from conventional sources. At the same time, more and more electricity is produced in northern Germany and needs to be transmitted to the consumers in the south. While effectively supporting the development of renewable energy, the current market design implies high costs. Simultaneously, regional imbalances between generation and consumption appear. These are caused both by the soaring feed-in of renewables in the north and by declining conventional capacities in the south. Unsurprisingly, numerous proposals for reforms of either the current feed-in tariff system for renewables (Erneuerbare-Energien-Gesetz, EEG) or for investments in the electricity grid have been presented. Most of those proposals neglect, however, the interaction between both aspects.

We sketch a new market design for the German electricity market jointly taking into account an efficient expansion of renewables and the grid's stability. A premium paid in addition to the spot market price promotes renewable electricity. The market premium reveals the scarcity of electricity both in the regional and temporal dimension to operators of renewables through its connection to market prices. This reduces distortions in the electricity market and yields scarcity prices to conventional and renewable electricity generators. At the same time, it yields reliable revenues reflecting avoided externalities.

Furthermore we propose to split the German electricity market into a small number of price zones to cope with insufficient transmission capacities. When capacities are not adequate to transmit electricity, prices in the zones diverge. This yields endogenous information about needs for investment in generation and transmission capacities.

By systematically strengthening regional and temporal price signals we expect to achieve a notable cost reduction, both compared to the current market design and compared to approaches not taking into account the promotion of renewables and the stability of the grid jointly.

Das Wichtigste in Kürze

Die Energieversorgung in Deutschland steht inmitten des vielleicht größten Umbruchs ihrer Geschichte. Im Jahr 2012 stammten rund 22 Prozent des Stroms in Deutschland aus erneuerbaren Quellen. Laut dem Energiekonzept der Bundesregierung soll dieser Anteil bis 2050 auf 80 Prozent steigen. Gleichzeitig hat sich die Stromerzeugung in den letzten Jahren kontinuierlich von Süd- nach Norddeutschland verschoben. Dieser Trend wird sich fortsetzen, auch aufgrund des beschlossenen Ausstiegs aus der Kernenergie. Bis 2015 sollen die Kapazitäten von steuerbaren Kraftwerken in Deutschland insgesamt um ein Gigawatt steigen, allerdings südlich von Frankfurt am Main um 5,6 Gigawatt zurückgehen.

Umwälzungen dieser Größenordnung können nur kosteneffizient bewältigt werden, wenn der Markt seine Steuerungsfunktion erfüllen kann. Genau darin liegt das Problem der heutigen Strommarktordnung: Anbieter auf den Elektrizitätsmärkten nehmen Knappheiten nicht wahr und orientieren ihr Verhalten nicht daran.

Erneuerbarer Strom wird über die fixe Einspeisevergütung abgegolten. Wind- und Sonnenenergie wird deshalb immer eingespeist, wenn das Wetter es zulässt. Auch wenn sie gar nicht benötigt wird. Kurzfristig führt dies zu negativen Preisen, auf lange Sicht zu verzerrten Investitionsanreizen. Die Kosten der Stromnetze werden aktuell auf die Abnehmer umgelegt. Dadurch müssen Kraftwerksbetreiber die Transportkosten nicht bei der Standortwahl berücksichtigen und Netzengpässe können allein durch Investitionen in neue Leitungen vermieden werden.

Erneuerbare Energien werden aus gutem Grund gefördert: Sie vermeiden viele Belastungen für Mensch und Natur, die beim Betrieb von konventionellen Kraftwerken entstehen. Zum Beispiel Feinstaubemissionen und andere Luftverschmutzungen, die nicht über das Europäische Emissionshandelssystem reguliert werden. In einer neuen Strommarktordnung sollten sie durch eine Marktprämie gefördert werden. Die Marktprämie ist eine Zahlung, die erneuerbar produzierter Strom zusätzlich zum Börsenstrompreis erhält. Die Marktprämie ist auf doppelte Weise vorteilhaft. Einerseits müssen die Betreiber von Windrädern und Solaranlagen sich an den Marktpreisen orientieren und damit ihre Produktions- und Investitionsentscheidungen daran anpassen, wann und wo Strom knapp ist. Andererseits erhalten sie mit einem festen Betrag pro eingespeister Kilowattstunde eine verlässliche Zahlung, wodurch die Risiken von Investitionen in Erneuerbare kalkulierbar bleiben.

Mittlerweile kommt es immer öfter zu Engpässen beim Stromtransport vom Norden Deutschlands in den Süden, da das Netz nicht an die neue Erzeugungsstruktur angepasst ist. Auch hier sind Knappheitspreise notwendig. Sie zeigen an, wann Elektrizität in einem Teil Deutschlands knapper ist als in anderen. Das kann mit dem sogenannten Market Splitting erreicht werden. In diesem Modell wird das Stromnetz in Marktzonen aufgespalten. Anbieter und Nachfrager können wie bisher an der Strombörse handeln. Reichen die Netzkapazitäten zwischen den Marktzonen nicht aus, um den Strom wie gewünscht zu transportieren, kommt es zu unterschiedlichen Preisen. Damit können die Akteure auf dem Strommarkt regionale Knappheiten in ihren Entscheidungen berücksichtigen. Auch kann aus den Preisunterschieden abgelesen werden, wie dringend neue Leitungen oder weitere Kapazitäten benötigt werden. Der Markt stellt Informationen bereit und koordiniert Investitionen.

Nach der Bundestagswahl im September wird die Reform des Strommarktes eine der größten Herausforderungen der neu gewählten Bundesregierung sein. Sie muss über eine isolierte Anpassung des Erneuerbare-Energien-Gesetzes deutlich hinausgehen. Diese Skizze einer neuen Marktordnung für den Strommarkt kann dazu die Grundlage bilden.

Den Strommarkt an die Wirklichkeit anpassen: Skizze einer neuen Marktordnung*

Andreas Löschel[†] Florens Flues[‡] Frank Pothén[‡] Philipp Massier[‡]

September 2013

Zusammenfassung

Der deutsche Strommarkt ist im Umbruch. Strom aus erneuerbaren Quellen verdrängt solchen aus konventioneller Erzeugung. Gleichzeitig wird immer mehr Elektrizität im Norden Deutschlands produziert und muss zu den Verbrauchern im Süden transportiert werden. Die bestehende Marktordnung fördert zwar effektiv den Ausbau erneuerbarer Elektrizitätserzeugung, geht aber mit hohen Kosten einher. Zudem entstehen regionale Ungleichgewichte zwischen Elektrizitätserzeugung und -nachfrage. Einerseits durch den Ausbau erneuerbarer Stromerzeugung vor allem im Norden, andererseits durch den Rückgang konventioneller Kapazitäten im Süden. Es verwundert nicht, dass momentan zahlreiche Vorschläge zur Reform des Erneuerbaren-Energien-Gesetzes und des Netzausbaus entwickelt und diskutiert werden. Die meisten bestehenden Vorschläge betrachten entweder den Ausbau der Erneuerbaren oder der Netze, gehen aber nicht auf die Interaktion zwischen beiden ein. Wir skizzieren eine neue Marktordnung für den deutschen Strommarkt, die einen kosteneffizienten Ausbau der Erneuerbaren und die Stabilität der Netze gemeinsam berücksichtigt. Eine Prämie auf den Börsenstrompreis fördert die Erneuerbaren, während die Aufteilung des deutschen Strommarktes in mehrere Preiszonen hilft, effizient mit regionalen Kapazitäts- und Netzengpässen umzugehen. Durch die gezielte Stärkung von zeit- und regionalspezifischen Preissignalen erwarten wir eine deutliche Kostensenkung, sowohl im Vergleich zum bisherigen System als auch zu Vorschlägen, die den Ausbau der erneuerbaren Energien nicht mit Netzausbau und Rückgang an konventionellen Kapazitäten integrieren.

JEL Klassifikation: Q40, Q42, Q48

Schlagwörter: Strommarkt, Erneuerbare Energien, Marktprämie, Market Splitting

*Wir danken Dominik Schober, Michael Schymura und Nikolas Wölfling für hilfreiche Diskussionen und Kommentare.

[†]Zentrum für Europäische Wirtschaftsforschung (ZEW), E-Mail: loeschel@zew.de,
Tel: +49-621-1235-200, Fax: +49-621-1235-226, Postfach 103443, 68034 Mannheim, Deutschland.

[‡]Zentrum für Europäische Wirtschaftsforschung (ZEW).

1 Einleitung

Der Strommarkt in Deutschland befindet sich inmitten eines historischen Umbruchs. Bereits heute werden rund 22 Prozent der Elektrizität aus erneuerbaren Quellen erzeugt. Im Jahr 2050 sollen es nach dem Energiekonzept der Bundesregierung 80 Prozent sein. Gleichzeitig hat sich das Stromangebot auch regional verschoben. Sowohl konventionelle als auch erneuerbare Elektrizität wird zu einem deutlich größeren Teil im Norden Deutschlands erzeugt. Zahlreiche Vorschläge von verschiedensten Institutionen zu Reformen des Erneuerbare-Energien-Gesetzes (EEG) und einer möglichen neuen Ordnung des Strommarktes werden zurzeit erstellt oder wurden bereits veröffentlicht.¹ Eine Realisierung, wie auch immer gearteter, Reformen des EEG oder weitergehender Reformen im Strommarkt, wird allerdings erst nach der Bundestagswahl im September 2013 erwartet.

Das EEG hat eine großflächige Einführung der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energiequellen ermöglicht. Seit Inkrafttreten des EEG im Jahr 2000 hat sich die Erzeugung aus erneuerbaren Quellen von 37,9 Terrawattstunden (TWh) auf 136,2 TWh im Jahr 2012 mehr als verdreifacht (Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie, 2013). Vor allem die Erzeugung aus Wind- und Sonnenenergie wurde in diesem Zeitraum massiv ausgeweitet. Nichts desto weniger stellen die langfristigen energiepolitischen Ziele eine große Herausforderungen für Deutschland dar. Um diese Ziele möglichst effizient zu erreichen, müssen bereits heute passende Rahmenbedingungen für den Weg hin zu einem auf Erneuerbaren basierenden Energiesystem geschaffen werden.

Die Förderung erneuerbarer Energien, heute wie in Zukunft, ist ökonomisch sinnvoll. Stromerzeugung aus konventionellen Energiequellen ist mit ökologischen Problemen verbunden, die ohne politisches Zutun im Marktpreis nicht reflektiert werden. Dazu gehören insbesondere Umweltbelastungen, die nicht durch das Europäische Emissionssystem (EU-EHS) abgedeckt sind. Dabei handelt es sich zum Beispiel um Luftverschmutzung, Feinstaubemissionen oder Lärmbelastungen. Diese sogenannten externen Effekte entstehen bei regenerativer Stromerzeugung nicht oder nur in sehr viel geringerem Maße.

Einführung und Ausgestaltung des EEG ließen sich auch aus der experimentellen Natur des Marktes, hohen Markteintrittsbarrieren sowie der fehlenden Marktreife, vor allem für Wind- und Sonnenenergie, begründen. Für diese Technologien waren starke Lernkurveneffekte möglich und die Förderung hat Innovationen in diesen Formen der Stromerzeugung angeregt. Nicht zuletzt hat ein Fördersystem, dass Investoren die Abnahme der

¹Beispielsweise Frontier Economics (2012), Bode und Groscurth (2013), Kopp und Schröer (2013), Kopp et al. (2013), Matthes (2013), Schmidt (2013), Verband kommunaler Unternehmen (2013). Weitere Studien, unter anderem unter Leitung des Instituts für Zukunftsenergiefragen (IZES), sind zur Zeit in Bearbeitung.

Elektrizität zu einem festen Preis garantiert, Risiken und damit Kosten ihrer Investition reduziert. Dies hat deutlich zum dynamischen Ausbau der Erneuerbaren in Deutschland beigetragen.

Mittlerweile sind die erneuerbaren Energien aus dem Status einer Nischentechnologie herausgetreten und zu einem wichtigen Bestandteil des Strommixes in Deutschland geworden. Die Marktordnung muss an diese neue Situation angepasst werden. Dies ist der Konsens der aktuellen Diskussion.

Die Einspeisung von Elektrizität wird sich in den nächsten Jahren weiter in den Norden verlagern. Laut den Daten der Bundesnetzagentur (2013b) wird sich bis 2015 die Nettonennleistung dargebotsunabhängiger Kraftwerke in Deutschland um 1 GW vergrößern. Südlich von Frankfurt am Main sinken die Kapazitäten hingegen im gleichen Zeitraum um 5,6 GW. In der Vergangenheit hat auch der Ausbau der Windenergie zur größeren Rolle des Nordens in der Stromerzeugung beigetragen und könnte dies weiter tun. Während sich die Stromerzeugung schrittweise in den Norden verschoben hat und weiter verschiebt, findet der Verbrauch überwiegend im Westen und Süden Deutschlands statt. Auf welche Weise mit dieser Verlagerung umzugehen ist, ist eine Herausforderung für den Strommarkt der Zukunft.

Die tiefgreifenden Veränderungen in der Stromerzeugung in Deutschland machen eine grundlegende Anpassung der Marktordnung notwendig. Eine isolierte Novelle des EEG greift zu kurz. Das wichtigste Ziel einer neuen Marktordnung muss sein, den Umbau zu einem auf Erneuerbaren basierenden Energiesystem effizient zu ermöglichen.

Als größtes Hemmnis eines kosteneffizienten Ausbaus der erneuerbaren Energien identifizieren wir, dass Investoren und Produzenten ihre Entscheidungen nicht davon abhängig machen, wann und wo Elektrizität benötigt wird. So fehlen eindeutige Knappheitspreise, das heißt Preise, die die tatsächliche Knappheit von Elektrizität möglichst unverzerrt abbilden. Daher fehlen derzeit weitgehend Anreize für Investoren und Produzenten ihre Entscheidungen am Markt auszurichten.

Fehlende Knappheitspreise verschärfen auch regionale Ungleichgewichte und verhindern so eine kosteneffiziente Elektrizitätsversorgung. Orientiert sich der zukünftige Ausbau von konventionellen wie erneuerbaren Anlagen nicht an der tatsächlichen Knappheit von Elektrizität, droht regelmäßige regionale Über- und Unterproduktion. Damit gehen unnötige Kosten einher, einerseits durch zusätzliche Maßnahmen zur Sicherung der Versorgung im Falle von Unterproduktion, andererseits durch unnötige Überproduktion an anderer Stelle.

In den folgenden Abschnitten erläutern wir, wie die Reaktion von Investoren und

Produzenten auf tatsächliche Knappheiten verbessert werden kann. Dabei gehen wir über eine isolierte Reform des EEG hinaus und integrieren ebenso die Engpässe im Übertragungsnetz in die Betrachtung. Aus unseren Überlegungen heraus skizzieren wir einen marktwirtschaftlichen Rahmen, in dem sich die Erlöse für Erneuerbare einerseits aus dem Markt, insbesondere den Preisen an den Strombörsen, sowie andererseits aus einer Prämie für Strom aus erneuerbaren Energien, ergeben. Die Prämie sollte sich aus unserer Sicht an den vermiedenen externen Effekten orientieren. Die Höhe der Förderung ist jedoch unabhängig von unserem Konzept. Zudem schlagen wir anstatt eines einheitlichen Marktgebiets für Deutschland und damit einheitlichen Börsenstrompreisen eine Aufteilung in zwei oder mehrere Marktgebiete anhand der existierenden Knappheit im Übertragungsnetz vor. Das Ergebnis unserer Diskussion ist eine Skizze für eine neue, kosteneffiziente und politisch umsetzbare Marktordnung im Strommarkt.

2 Ineffizienz durch fehlende Preissignale

Das EEG ist am 1. April 2000 in Kraft getreten und hat das Stromeinspeisungsgesetz ersetzt. Seitdem ist die Einspeisung von Strom aus erneuerbaren Quellen enorm gewachsen. Im Jahr 1991 wurden 17,5 TWh Strom aus regenerativen Energiequellen erzeugt, davon 15,9 TWh aus Wasserkraft. Im Jahr 2000 stammten bereits 37,9 TWh aus Erneuerbaren, 2012 ist diese Zahl auf 136,2 TWh angestiegen. Davon waren allein 46 TWh aus Windkraft und 28 TWh stammten aus der Photovoltaik (Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie, 2013).

Das beeindruckende Wachstum der erneuerbaren Energien ist nicht zuletzt ein Erfolg des EEG. Allerdings offenbart eben dieser Erfolg nun die Schwächen des Fördersystems mit fixen Einspeisevergütungen. Das zentrale Problem ist, dass Investoren in erneuerbare Kapazitäten und Betreiber von erneuerbaren Kraftwerken bei ihren Investitions- und Produktionsentscheidungen nicht die Knappheit von Elektrizität berücksichtigen müssen. Fixe Einspeisevergütungen übermitteln den Betreibern von erneuerbaren Kraftwerken keine Anreize, ihr Verhalten an die tatsächliche Knappheit von Strom anzupassen.

Die fehlende Berücksichtigung von Netzengpässen wirkt ähnlich, betrifft aber in gleicher Weise Betreiber von konventionellen Anlagen. Netzengpässe werden nicht spürbar und damit werden sie nicht in Produktions- und Investitionsentscheidungen integriert. Die fehlende Anpassung an das Vorhanden- oder Nichtvorhandensein von Elektrizität tritt damit sowohl zeitlich, kurz- und langfristig, als auch räumlich auf.

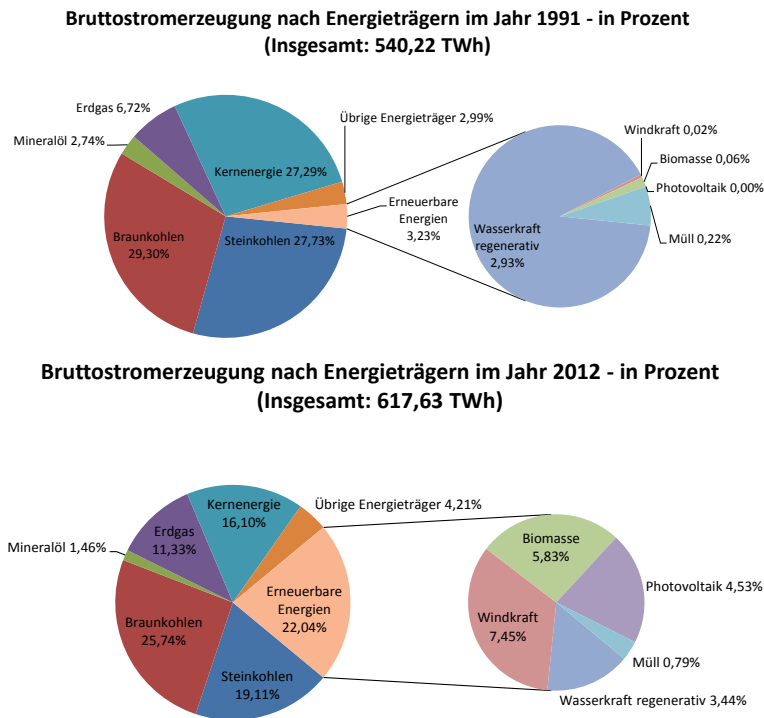


Abbildung 1: Bruttostromerzeugung nach Energieträgern²

2.1 Marktintegration und Knappheitspreise: Warum?

Häufig wird, vor allem von ökonomischer Seite, argumentiert, dass die Erneuerbaren besser in den Markt integriert werden müssten. Damit würden Knappheiten für die Marktteilnehmer sichtbar. Es sollte aber zuerst einmal herausgearbeitet werden, warum die Marktintegration wünschenswert ist.

Anbieter am Strommarkt treffen kontinuierlich Entscheidungen. Kurzfristig müssen sie festlegen, ob sie Elektrizität produzieren möchten, oder nicht. Langfristig geht es um die Frage, ob sie neue Kapazitäten aufbauen bzw. alte abschalten möchten. Marktpreise signalisieren den (potentiellen) Stromerzeugern, ob und wann ihr Angebot benötigt wird. Sind die Marktpreise hoch, dann ist Strom sehr knapp und es können hohe Erlöse erzielt werden. Entsprechend lohnt es sich zusätzlichen Strom zu generieren und weitere Kapazitäten aufzubauen. Sind die Marktpreise hingegen niedrig, dann ist Strom kaum knapp. Entsprechend gering sind die Erlöse und somit auch die Anreize kurzfristig zusätzlichen Strom zu produzieren oder langfristig in Erzeugungskapazitäten zu investieren. Auch die Abschaltung von bereits bestehenden Kapazitäten kann eine Folge davon sein. Die Marktpreise signalisieren also den Marktteilnehmern wann es sich lohnt zu produzieren und

²Quelle: Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie (2013)

zu investieren und wann nicht. Das Ergebnis dieses Prozesses ist eine kosteneffiziente Stromerzeugung. Strom wird dann produziert, wenn er benötigt wird und es wird in Erzeugungskapazitäten investiert, wenn diese langfristig knapp sind.

Die Erlöse aller Elektrizitätsanbieter sollten den Marktpreisen entsprechen. Davon sollten die Kosten der von ihnen verursachten externen Effekte abgezogen werden. Ist es nicht zu vertretbarem Aufwand möglich, die externen Kosten den Verursachern zuzurechnen, dann können auch solche Technologien gefördert werden, die keine oder deutlich weniger externe Effekte verursachen.

Sind jedoch die Erlöse von den Marktpreisen und somit den Knappheiten entkoppelt, wie dies im heutigen EEG der Fall ist, werden Produktions-, Investitions- und Stilllegungsentscheidungen nicht kosteneffizient getroffen. Sind die Erlöse durchgehend zu hoch, wird zu viel Strom produziert und werden zu große Kapazitäten aufgebaut. Dadurch entstehen sowohl unnötige Produktions- als auch Investitionskosten. Der Mehrwert der Marktintegration Erneuerbarer besteht also in der Vermeidung unnötiger Kosten.

2.2 Zeitliche Dimension - Überproduktion von Strom aus Erneuerbaren

Der sichtbarste Ausdruck von Überproduktion in der zeitlichen Dimension sind negative Strompreise. Diese entstehen, wenn die Stromerzeugung größer wird als die Stromnachfrage. Die Einspeisung von Wind- und Sonnenenergie richtet sich derzeit allein nach dem Wetter. Wenn Wind weht oder die Sonne scheint, dann wird Strom ins Netz abgegeben. Durch die fixe Einspeisevergütung empfangen die Betreiber keine Informationen, ob Strom aktuell knapp ist. Sie haben den Anreiz immer einzuspeisen, wenn es möglich ist. Sogar dann, wenn ihre Einspeisung einen gesamtwirtschaftlichen Schaden - ausgedrückt durch einen negativen Preis - verursacht. Erst der vom EEG angeregte Ausbau der Erneuerbaren hat Kapazitäten hervorgebracht, die groß genug sind, diesen Effekt bedeutsam zu machen.

Auch Investitionsanreize werden durch eine fixe Einspeisevergütung verzerrt. Erhalten Investoren eine an die Marktpreise gebundene Vergütung, dann zahlt es sich für diese aus, in Erzeugungstechnologien zu investieren, die Strom bereitstellen, wenn er knapp ist, also in Kapazitäten, die dann bereit stehen, wenn die Last besonders hoch ist oder wenn die Einspeisung von Wind- und Sonnenenergie niedrig ist. Solange die Vergütung aber von Knappheiten unabhängig ist, kommt es für den Investor nur darauf an, dass eingespeist wird, aber nicht wann.³

³Seit der EEG-Novelle im Jahr 2009 gibt es Regelungen zur Marktintegration durch Direktvermarktung. Allerdings ist diese nur für einen Kalendermonat bindend, so dass ein Anlagenbetreiber dem Netzbetreiber anzeigen muss, wenn er für den ganzen Folgemonat den Strom aus seiner Anlage vollständig oder mit einem

Die dadurch entstehenden Verzerrungen treffen allerdings nicht nur Erzeuger erneuerbaren Stroms. Sie stellen ebenso ein Problem für die konventionelle Erzeugung dar, die ebenfalls keine Knappheitssignale von der Strombörse erhält.

2.3 Räumliche Dimension - Netzengpässe

Grundsätzlich ist elektrische Energie ein homogenes Gut. Für den Verbraucher ist es irrelevant, ob sein Strom an der Küste oder im Ruhrgebiet erzeugt wurde. Der Strom sucht sich selbständig seinen Weg durch das Netz und ist dann nicht mehr unterscheidbar. Dies setzt aber voraus, dass es keine Engpässe im Netz gibt.

Lokal nicht differenzierte Einspeisevergütungen für erneuerbare Energien im Strommarkt sorgen für eine verzerrte Standortwahl. Windräder werden dort aufgestellt, wo viel Wind weht und genug Land vorhanden ist, Solaranlagen dort, wo viel Sonne scheint. Kosten, die durch Netzengpässe entstehen, werden in der Standortwahl nicht berücksichtigt.

Diese Netzengpässe entstehen bereits heute, wenn die Einspeisung von Windenergie unerwartet hoch ist. So kam es am 24. Dezember 2012 - trotz negativer Strompreise - zu einer Übereinspeisung durch einen kurzfristigen Anstieg der Einspeisung aus Windenergie. Diese wuchs innerhalb von acht Stunden von 4 GW auf 19 GW (Bundesnetzagentur 2013a).

Zur Entstehung der Netzengpässe trägt ein weiteres Charakteristikum der heutigen Marktordnung bei, das konventionelle und erneuerbare Erzeugungsanlagen in gleicher Weise betrifft: Die fixen, umlagefinanzierten Netzentgelten in einer Marktzone. Stromerzeuger nehmen dadurch nicht wahr, welche Kosten der Transport ihrer Elektrizität verursacht. Darum lohnt es sich beispielsweise für Betreiber von Kohlekraftwerken, diese nah an der Küste zu bauen, um den Primärenergieträger zu niedrigeren Kosten anliefern zu können.

Zur Überwindung von Ineffizienzen durch Netzengpässe spielen wiederum fehlende Knappheitspreise eine zentrale Rolle. Betreiber von Erneuerbaren und konventionellen Kraftwerken erhalten keinen Anreiz, ihre Anlagen dort zu errichten, wo regional Stromknappheit herrscht. Den Einfluss ihrer Anlagen auf Netzengpässe und den notwendigen Ausbau des Stromnetzes spüren sie nicht. Ebenfalls bleibt bisher unklar, wie ökonomisch bedeutsam Netzengpässe sind, und damit auch wie lohnenswert ihre Beseitigung durch neue Übertragungskapazitäten wäre.

festgelegten Prozentsatz selbst vermarkten will. Der Wiedereinstieg in die fixe Einspeisevergütung ist aber zum nächsten Monat möglich.

2.4 Überproduktion und Netzingpässe verstärken einander

Fehlende Knappheitspreise führen zu einer ineffizienten Stromerzeugung. Die zeitliche Dimension - Strom wird eingespeist, wenn er nicht benötigt wird - und die räumliche Dimension - Kapazitäten werden errichtet, ohne Netzingpässe zu berücksichtigen - können einander verstärken. Ein Beispiel dafür stellt die Einspeisung großer Mengen von Windkraft im Norden Deutschlands bei gleichzeitig großer Nachfrage in Süddeutschland dar. Dieser Fall trat besonders extrem unter anderem am 25. und 26. März 2013 auf und führte zu kritischen Situationen im Übertragungsnetz. Ursächlich für die Probleme war die hohe Einspeisung aus Windenergie und Photovoltaik von bis zu knapp 30 GW, vorwiegend in Norddeutschland, bei gleichzeitig geringen verfügbaren Kapazitäten konventioneller Kraftwerke im Süden. Bereits in der vortägigen Betriebsplanung zeigten sich potentielle Engpässe in einigen Leitungen (Bundesnetzagentur, 2013a).

Im Extremfall müssen im Norden Anlagen vom Netz gehen, weil es eine Überproduktion gibt. Im Süden müssen zusätzliche Kapazitäten hochgefahren werden, um die Nachfrage zu befriedigen. Aktuell geschieht dies in der kurzen Frist durch Redispatch-Maßnahmen, auf die in den letzten Jahren immer öfter zurückgegriffen werden musste. Für die mittlere Frist wurde über eine Kaltreserve⁴ diskutiert. Diese wurde im Juni 2013 durch die Reservekraftwerksverordnung (ResKV) umgesetzt. Würden bei Investitionen in Kapazitäten und bei der Erzeugung von Strom bereits die Knappheiten im Netz berücksichtigt, ließen sich kostenintensive Redispatch-Maßnahmen und Reservekraftwerksvergütungen vermeiden.

Mit dem Vorschlag zu einer neuen Marktordnung, die wir im Folgenden skizzieren, soll der Umbau der deutschen Stromerzeugung kosteneffizient möglich werden. Dazu müssen Knappheitspreise für die Betreiber regenerativer Kraftwerke sichtbar werden. Dadurch können sie besser in den Markt eingebunden werden. Betreiber erneuerbarer sowie konventioneller Anlagen sind dann den gleichen Signalen aus dem Strommarkt ausgesetzt und können darauf basierend ihre kurz- sowie langfristigen Entscheidungen treffen. Die räumliche Dimension wird durch die Weitergabe lokal unterschiedlicher Knappheitspreise integriert. Dies betrifft alle Erzeugungsanlagen, egal ob konventionell oder erneuerbar, in gleichem Maße. So können effektiv Marktverzerrungen und damit einhergehende Ineffizienzen beseitigt werden.

⁴Unter Kaltreserve werden Kraftwerke verstanden, die vorübergehend stillgelegt sind und innerhalb von sechs Monaten wieder in Betrieb genommen werden können.

3 Marktpremie und Market Splitting - Skizze einer neuen Marktordnung

Die obige Diskussion hat gezeigt, dass die heutige Förderung erneuerbarer Energien durch das EEG dazu führt, dass sich sowohl Investitionen in erneuerbare Erzeugungskapazitäten als auch die Produktion von erneuerbarem Strom selber sich nicht an Knappheit von Strom orientieren. Entsprechend wird, zumindest teilweise, in erneuerbare Energien investiert, die aus Effizienzgesichtspunkten nicht benötigt werden. Dies drückt sich kurzfristig unter anderem in negativen Preisen und langfristig in einer gesamtwirtschaftlich ineffizienten Stromerzeugung aus: Derselbe Bedarf an Strom könnte bei unveränderter Umweltauswirkung und Versorgungssicherheit zu niedrigeren Kosten gedeckt werden.

Im folgenden werden zunächst die unterschiedlichen Folgen einer fehlenden Reaktion der Erneuerbaren auf Knappheiten beschrieben. Dabei zeigt sich, dass das heutige EEG unnötige Kosten verursacht. Anschließend werden alternative Möglichkeiten der Förderung aufgezeigt, die dazu führen, dass auch erneuerbare Energien angemessen auf die Knappheit von Strom reagieren.

3.1 Zeitliche Dimension - Effiziente Produktion von Strom aus Erneuerbaren

Die am deutlichsten sichtbare Folge einer fehlenden Reaktion erneuerbarer Energien auf Knappheiten wurde bereits beschrieben: Negative Preise. Darüber hinaus fördert das heutige EEG kaum die Berücksichtigung zeitspezifischer Knappheit bei der Investition in erneuerbare Energien. Je nach erneuerbarer Erzeugungstechnologie wird besonders viel oder wenig Strom zu unterschiedlichen Tages- und Nachtzeiten wie auch Jahreszeiten produziert. So unterscheiden sich die typischen Produktionszeiten von Strom aus Photovoltaik- und Windanlagen deutlich. Eine optimale Investition würde nicht nur die Kosten der jeweiligen Technologie berücksichtigen, sondern auch inwieweit diese Technologie in der Lage ist, gerade dann Strom zu produzieren, wenn dieser knapp ist. Ein Portfolio aus unterschiedlichen erneuerbaren Energietechnologien, deren Produktion nur wenig korreliert, wäre wünschenswert. Dadurch werden Situationen vermieden, in denen Strom aufgrund fluktuierender Produktion einer spezifischen Technologie besonders knapp ist. So ist es bei sonnigem Wetter häufig windstill, während bei stürmischem Wetter wenig Sonne scheint. Das heutige EEG belohnt durch die fixen Einspeistarife weder Technologien, die gerade in Zeiten hoher Knappheit viel Strom produzieren, noch Kombinationen von Technologien, welche helfen, große Strompreisschwankungen zu dämpfen.

Neben der Wahl der Technologie sollte bei einer optimalen Investition auch der Standort eine Rolle spielen. So zeigen Arbach et al. (2013), dass die normierte Leistung von Windenergieanlagen je nach Standort an der Nordsee, Ostsee, in Nord-, Ost-, West- und Süddeutschland über den Tagesverlauf hinweg höchst unterschiedlich ist. Um Knappheit zu vermeiden wäre also ein Portfolio aus Anlagen an unterschiedlichen Standorten gefragt. Das heutige EEG fördert hingegen primär Anlagen an Standorten, an denen besonders viel Wind weht bzw. Solarstrom produziert wird. Eine volkswirtschaftlich sinnvolle regionale Streuung von Anlagen wird nicht belohnt.⁵

Auch das Verhalten der Betreiber von konventionellen Kraftwerken ist von dieser Fehlsteuerung betroffen. Kommt es durch die aktuelle Marktordnung regelmäßig zu negativen Preisen, müssen insbesondere Grundlastkraftwerke Zahlungen leisten, um nicht herunterfahren zu müssen. Dies ist mit Kosten verbunden und kann zu unerwünschten Kraftwerksabschaltungen sowie fehlenden Kapazitäten für konventionelle Stromerzeugung beitragen.

Nachdem die Probleme des heutigen EEG - verursacht durch fehlende Reaktionen auf Knappheiten - dargestellt wurden, stellt sich die Frage, wie eine bessere Reaktion fluktuierender erneuerbarer Energien auf Knappheiten erreicht werden kann. Der Schlüssel dazu liegt in der Kopplung der Vergütung erneuerbarer Energien an die Preise an den Strombörsen. Die Elektrizitätspreise an den Börsen werden bis zu viertelstündlich gebildet und spiegeln somit die zeitspezifische Knappheit von Strom wider.

Die Kopplung an den Börsenpreis ist auch wesentlicher Bestandteil der momentanen Vorschläge für die Weiterentwicklung der Förderung erneuerbarer Energien.⁶ Als zentralen Vorteil sehen wir dabei, dass Investoren in erneuerbare Energiekapazitäten und Produzenten von Strom aus erneuerbaren Energien durch eine Kopplung der Vergütung an den Börsenpreis sich bei ihren Entscheidungen fortan an der zeitspezifischen Knappheit von Strom orientieren. Dadurch werden bezüglich Technologie, Ort und Nachfrage effiziente Entscheidungen gefällt und ineffiziente Überproduktion vermieden.

Abbildung 2 zeigt Vor- und Nachteile verschiedener Optionen zur Förderung erneuerbarer Energien, auch im Vergleich zum heutigen EEG mit fixen Einspeisetarifen.

⁵Die heutige Förderung hängt zur Unterscheidung von guten und schlechten Standorten von Windlastprofilen ab. Eine regionale Streuung von Windkraftanlagen ist aber kein eigener Mehrwert. Vielmehr orientiert sich eine ökonomisch sinnvolle regionale Streuung von Windkraftanlagen an den regionalen und zeitspezifischen Knappheiten von Strom und hilft diese zu vermeiden.

⁶Vgl. Frontier Economics (2012), Bode und Groscurth (2013), Kopp et al. (2013), Matthes (2013), Schmidt (2013), Verband kommunaler Unternehmen (2013).

		Einspeisetarife	Marktprämie		Quote
Vergütung		<i>Fixe Vergütung pro eingespeister KWh</i>	<i>Fixe Zusatzvergütung zum Börsenstrompreis</i>	<i>Auktionierung der Zusatzvergütung zum Börsenstrompreis</i>	<i>Grünstromerlös zusätzlich zum Börsenstrompreis</i>
Reaktion auf Knappheit	Zeitliche Knappheit	– Keine Reaktion	+ Reaktion durch: Technologiewahl, Standortwahl	+ Reaktion durch: Technologiewahl, Standortwahl	+ Reaktion durch: Technologiewahl, Standortwahl
	Kurzfristige Überproduktion (keine Knappheit)	– Produktion trotz negativer Börsenstrompreise	o Abhängig von Ausgestaltung	o Abhängig von Ausgestaltung	o Abhängig von Ausgestaltung
	Langfristige Überproduktion (keine Knappheit)	– Keine Reaktion	o Gewisse Reaktion	+ Starke Reaktion	o Gewisse Reaktion

Abbildung 2: Vergütungsoptionen für erneuerbare Energien

3.1.1 Quotensystem für erneuerbare Energien

Als besonders kosteneffizient mag zunächst ein Quotensystem für erneuerbare Energien mit handelbaren Grünstromszertifikaten erscheinen. In diesem wird von der Politik die gewünschte Menge bzw. der Anteil von Strom, der aus erneuerbaren Energien stammen soll, vorgegeben. Die eingespeisten Mengen von Strom aus erneuerbaren Enerquellen wird mit handelbaren Zertifikaten nachgewiesen. Die Verpflichtung wird dann durch Abgabe der entsprechenden Zertifikate erfüllt. Der Stromproduzent bzw. -verkäufer kann also entweder weniger als gefordert produzieren und Zertifikate hinzukaufen, oder mehr als gefordert produzieren und Zertifikate verkaufen. Ein Quotensystem wurde in verschiedenen Staaten eingeführt, beispielsweise in England, Polen und Schweden. Die Systeme in England und Polen wurden inzwischen durch eine Einspeisevergütung abgelöst.

Durch die Möglichkeit des Handels mit Grünstromzertifikaten stellt sich theoretisch ein Gleichgewicht ein, dass alle volkswirtschaftlichen Effizienzpotentiale ausschöpft. Erneuerbare Energie werden dort ausgebaut, wo es am kostengünstigsten ist. Die Produzenten an den kostengünstigsten Standorten verkaufen Grünstromzertifikate, Produzenten an Standorten, an denen erneuerbare Energien teurer sind, kaufen entsprechend Zertifikate hinzu.

Des Weiteren orientieren sich die Investition in und Produktion von erneuerbaren Energien bei der Förderung durch das Quotenmodell an der Knappheit von Strom. Die Vergütung von Grünstrom setzt sich bei diesem Modell aus zwei Zahlungsflüssen zusammen. Den oben beschriebenen Einnahmen aus dem Verkauf von Grünstromzertifikaten sowie den Erlösen an der Strombörse. Der Zahlungsstrom, der aus dem Stromverkauf über die Börse resultiert, belohnt insbesondere Investitionen in solche Erneuerbare, die

zu Zeiten hoher Knappheit und dementsprechend hoher Preise viel Strom produzieren. Investitionen in und Produktion von Strom aus erneuerbaren Energien wird also an der Knappheit von Strom ausgerichtet. Negative Preise können weiterhin entstehen, sind aber nach oben durch den Wert des Grünstromzertifikats begrenzt. Es besteht allerdings die Möglichkeit, nur solche Einspeisungen mit Grünstromzertifikaten zu versehen, die zu Zeiten positiver Strompreise vorgenommen werden.

Ein weiterer Vorteil des Quotenmodells liegt darin, dass sich die Vergütung von erneuerbarer Energie endogen an die Zielerreichung anpasst. Je näher die eingespeisten Mengen den Zielvorgaben kommen, desto weniger knapp sind die Erneuerbaren. Dadurch sinkt der Preis der Grünstromzertifikate. Wird die Quote erreicht, fällt er auf Null. Dadurch werden regelmäßige Anpassungen von Fördersätzen überflüssig.

Die zentrale Schwäche des Quotenmodells liegt in der Preisvolatilität für Grünstromzertifikate (vgl. Amundsen et al., 2006). Die marginalen Erzeugungskosten, im Gegensatz zu den durchschnittlichen Stromgestehungskosten, für Strom aus Windkraft und Photovoltaik liegen praktisch bei Null. Hieraus ergibt sich, wie oben beschrieben, dass bei Erreichen der Quote der Preis für ein Grünstromzertifikate auf Null sinkt.⁷ Wird die Quote nicht erreicht, ist der Preis für das Grünstromzertifikat durch die Strafbzahlung bei Nichterfüllung der Zielvorgabe determiniert. Im Endeffekt wird der Preis für ein Zertifikat zwischen Null und der Strafbzahlung schwanken und wird durch die Wahrscheinlichkeit bestimmt, dass die Quote in der entsprechenden Verpflichtungsperiode erreicht wird. Das Erreichen der Quote hängt wiederum von den Wetterverhältnissen und der damit verbundenen Produktion von Grünstrom ab. Insgesamt ergibt sich dadurch ein sehr volatiler Preis für Grünstromzertifikate.

Aufgrund dieser hohen Volatilität sind hohe Risikoaufschläge für Investitionen in Erneuerbare zu erwarten, die sich aus dem Grünstromzertifikatemarkt finanzieren. Gleichzeitig ist dann wahrscheinlich, dass die bestehenden Produzenten versuchen werden einzeln ihre jeweilige Quote zu erreichen, ohne auf Grünstromzertifikate zurückzugreifen. Dann entstehen allerdings keine Effizienzgewinne durch Handel von Grünstrom und Spezialisierung auf die Grünstromerzeugung. Es stellt sich die Fragen nach Alternativen zum Quotenmodell, welche die hohe Volatilität der Vergütung von Grünstrom und die damit verbundenen Risikoaufschlägen vermeiden.

Die politische Implementierung eines Quotensystems ist zumindest schwierig. So stellt

⁷Hierbei wird angenommen, dass die Nachfrage nach Grünstrom, welche nur ein Teil der gesamten Stromnachfrage darstellt, nicht, oder nur kaum auf den Preis für Grünstromzertifikate reagiert, also unelastisch ist.

das Quotensystem eine massive Veränderung des bisherigen Fördermechanismus für erneuerbare Energien dar. Darüber hinaus ziehen Veränderungen in einem einmal installierten Quotensystem erneut große Unsicherheiten nach sich. Die politische Stabilität ist ein wichtiger Faktor für einen funktionierenden Zertifikatehandel.

3.1.2 Prämiensystem für erneuerbare Energien

Eine andere Möglichkeit, Investitionen in und Produktion von Erneuerbaren an der Knappheit von Strom auszurichten, besteht in einer Prämie für erneuerbare Energie. Diese Prämie wird zusätzlich zum Börsenstrompreis für einen fixen Zeitraum, z.B. 20 Jahre (wie beim heutigen EEG), gezahlt. Im Idealfall ist die Höhe der Prämie durch die positiven Externalitäten erneuerbarer Energien determiniert.⁸ Die Prämie würde damit die positiven Zusatzeffekte erneuerbarer Energien vergüten, während der Börsenstrompreis die Stromproduktion gegeben der momentanen Knappheit entlohnt. Langfristig stünden somit erneuerbare und konventionelle Energien in einem nachhaltigen Wettbewerb und die gesamte Stromproduktion würde sich an der Gesamtnachfrage orientieren. Langfristige Überproduktion würde nicht entstehen.

Eine zusätzliche Begründung für eine Prämie für Erneuerbare, vor allem wenn man bereits ein Energiesystem basierend auf erneuerbaren Energien berücksichtigt, resultiert aus der Kostenstruktur erneuerbarer Energieträger wie Wind und Photovoltaik. Diese Technologien weisen hohe Fixkosten, aber so gut wie keine marginalen Kosten auf. Diese Kostenstruktur entspricht der eines natürlichen Monopols mit fallenden durchschnittlichen Kosten und der Besonderheit, dass es viele kleine Produktionsanlagen gibt, die alle diese Kostenstruktur aufweisen. Ein wettbewerblicher Markt mit Grenzkostenpreisen kann in einem Umfeld, in dem alle Produktionsanlagen fallende durchschnittliche Kosten aufweisen, nicht bestehen. Wenn der gesamte produzierte Strom zu Grenzkosten von (fast) Null verkauft wird, werden die Investitionskosten nicht wieder eingespielt. Die Marktprämie generiert zusätzliche Deckungsbeiträge, die das Funktionieren des Marktes für Erneuerbare erleichtern. Ohne zusätzliche Einnahmen aus der Marktprämie überlebt vermutlich ein Monopolist, der dann allerdings seine Marktmacht ausnutzt und Strom über den durchschnittlichen Produktionspreisen verkauft.⁹

⁸Sofern negative Externalitäten wie Luftverschmutzung, Feinstaubemissionen oder Lärmbelastungen noch nicht in den Börsenstrompreis eingepreist sind, sollte die Prämie auch die vermiedenen negativen Externalitäten durch Erneuerbare mit einbeziehen.

⁹Um ein effizientes Ergebnis zu erreichen, könnte die Regulierungsbehörde den Strompreis für die Erneuerbaren entsprechend der durchschnittlichen Erzeugungskosten festsetzen. Es ist dann aber nicht auszuschließen, dass der Monopolist als Reaktion zu viel Kapital einsetzt und damit die durchschnittlichen Erzeugungskosten erhöht. Im Fall der erneuerbaren Energien mit vielen kleinen Produktionseinheiten, die

Durch den Zahlungsstrom, der aus dem Stromverkauf über die Börse erfolgt, werden Investitionen in Erneuerbare, die zu Zeiten hoher Knappheit und dementsprechend hoher Preise viel Strom produzieren besonders belohnt. In dieser Hinsicht setzen Prämien- und Quotenmodell dieselben Anreize. Investitionen in und Produktion von Strom aus erneuerbaren Energien werden also ebenfalls an der Knappheit von Strom ausgerichtet.

Je nach Ausgestaltung der Prämie könnten negative Preise weiterhin entstehen, wären aber durch die Höhe der Prämie begrenzt. Falls die Prämie für installierte Kapazität gezahlt würde, bestünde überhaupt kein Anreiz, Strom zu negativen Preisen zu verkaufen. Analog zum Quotenmodell könnte die Prämie nur für solchen Strom gezahlt werden, der zu Zeiten positiver Börsenpreise eingespeist wird.

Die Marktprämie ist sehr flexibel und kann aus dem heutigen EEG heraus weiterentwickelt werden. Anders als im Quotenmodell muss die Förderung der Erneuerbaren nicht grundsätzlich umgebaut werden. Beispielsweise ist es möglich, zu Beginn technologiespezifische Fördersätze zu gewähren und diese schrittweise zu einem System mit einer einheitlichen Marktprämie konvergieren zu lassen. Zudem kann die Marktprämie angepasst werden, ohne dass bereits gebaute Anlagen davon betroffen wären. Die Prämie könnte durch die Regierung oder Regulierungsbehörden festgelegt und an die Erreichung der Ausbauziele gekoppelt werden. Auch wenn es ökonomisch erwünscht ist, die Höhe der Marktprämie an den positiven externen Effekten erneuerbarer Energien festzulegen, ist die Quantifizierung dieser externen Kosten praktisch mit großen Herausforderungen verbunden. Darum stellt die Flexibilität der Marktprämie einen ihrer wichtigsten Vorteile dar.

Alternativ besteht auch die Möglichkeit in einem ersten Schritt ein globales Budget für die Förderung erneuerbarer Energien zu bestimmen. In einem zweiten Schritt würden dann Investoren in erneuerbare Energien in einer Auktion auf die Prämie bieten, zu der sie bereit sind in neue Anlagen zu investieren (vgl. Kopp et al., 2013). Die Gebote würden in diesem Fall auf die zu installierende Kapazität oder Produktion erneuerbarer Energien pro Euro Prämie lauten. Durch die Auktion wird sicher gestellt, dass nur die günstigsten Anbieter erneuerbarer Energie zum Zuge kommen. Der Anreiz zur Reaktion auf Knappheiten

jeweils fallende durchschnittliche Produktionskosten aufweisen, scheint das Problem des ineffizient hohen Kapitaleinsatzes aber gering. Nachdem der Preis auf die durchschnittlichen Produktionskosten festgelegt wurde, kann es zu Wettbewerb um den Bau der Produktionsanlagen kommen, da die Vergütung nicht mehr auf Null sinken kann, und die Investitionskosten somit eingespielt werden können. Der Wettbewerb wiederum verhindert den ineffizient hohen Kapitaleinsatz. Die Festlegung des Strompreises auf die durchschnittlichen Produktionskosten ist nichts anderes als die Vergütung Erneuerbarer durch eine Prämie. Um Informationsasymmetrien zu vermeiden, kann die Höhe der Prämie zudem durch eine Auktion bestimmt werden.

unterscheidet sich nicht vom Modell mit der direkt anhand von Externalitäten festgelegten Prämie. Ein Vorteil der auktionierten Prämie mag darin gesehen werden, dass weitgehend Sicherheit über das Budget, das zur Förderung Erneuerbarer ausgegeben wird, besteht.

3.2 Räumliche Dimension - Preissignale in Stromnetzen

Um Knappheiten im Stromsystem zu erkennen benötigt es nicht nur eine bessere Integration der erneuerbaren Energien in den Strommarkt, sondern ebenfalls die Bepreisung und Weitergabe von Knappheiten für Engpässe im Stromnetz. Das aktuelle System geht von Deutschland als Kupferplatte aus (vgl. Wawer, 2007). Der Ort von Erzeugung und Verbrauch wird nicht berücksichtigt. Im Strommarkt setzt das marginale Kraftwerk den Preis für das Gesamtsystem. Die Übertragungskosten des gehandelten Stroms finden in den Preisen, die die Erzeuger erhalten, keine Berücksichtigung. Netznutzungsgebühren sind größtenteils unabhängig vom Standort der Einspeisung und des Zeitpunktes der Nachfrage.¹⁰ Somit gibt es keinen Preis für knappe Übertragungskapazitäten.

Im Zuge des Ausbaus der erneuerbaren Energien, durch Investitionsentscheidungen in konventionelle Erzeugungsanlagen sowie durch die Abschaltung aller Kernkraftwerke bis zum Jahr 2022 sind bereits heute Engpässe im Stromnetz zu erkennen. Aller Voraussicht nach verstärken sich diese Engpässe zukünftig (Bundesnetzagentur und Bundeskartellamt, 2012 und Bundesnetzagentur, 2012, 2013a). So werden große Teile der fluktuierenden erneuerbaren Energieanlagen im Norden Deutschlands installiert, vor allem Windenergie. Zudem sind Investitionen in konventionelle Kraftwerkskapazitäten ebenfalls vorrangig im Norden und Westen Deutschlands geplant. Die Abschaltungen der Kernkraftwerke finden hingegen hauptsächlich im Süden des Landes statt. Abbildung 3 zeigt den Zu- und Rückbau dargebotsunabhängiger Kraftwerke in Deutschland auf Grundlage der Kraftwerksliste der Bundesnetzagentur. Die regionale Aufteilung nach Süd- und Norddeutschland zeigt, dass in Süddeutschland weit weniger zugebaut wird und dort ein negativer Kapazitätssaldo entsteht. Zur Erhaltung der Netzstabilität wird somit ein Ausbau von Übertragungskapazitäten von Nord nach Süd, zusätzlicher Kapazitätszubau oder Nachfragereaktionen im Süden notwendig.

¹⁰Netznutzungsentgelte beinhalten einen fixen durchschnittlichen Arbeitspreis (ct/kWh) pro Jahr. Lastganggemessene Netzkunden zahlen zusätzlich einen Leistungspreis (Euro/kW), der aufgrund des höchsten Viertelstundenleistungswert pro Jahr berechnet wird. Diese Entgelte variieren je nach Netzbetreiber und werden nur den Ausspeisern auferlegt.

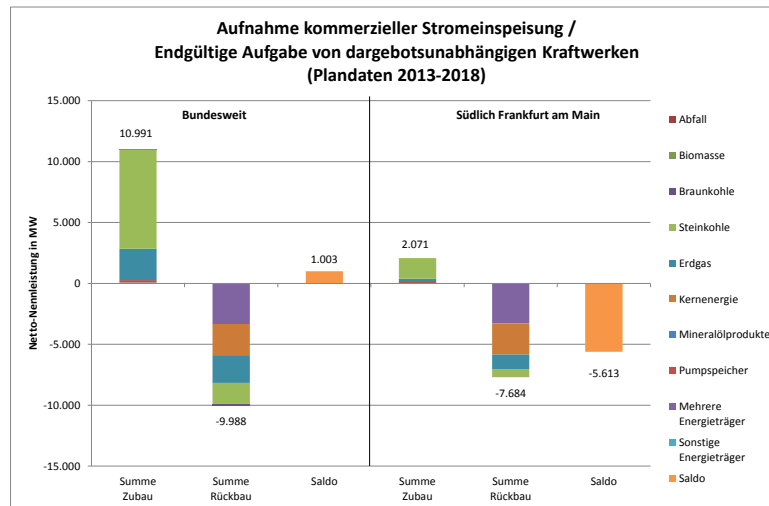


Abbildung 3: Aufnahme und Aufgabe dargebotsunabhängiger Kraftwerke ¹¹

Durch die Liberalisierung des Strommarktes und des damit einhergehenden Unbundling wurden die Erzeugung und die Übertragung von Elektrizität getrennt. Als natürliches Monopol im netzgebundenen Übertragungssystem reguliert die Bundesnetzagentur die jeweiligen Netzbetreiber. Das derzeitige System der Netzentgelte ist durch fixe, umlagefinanzierte Netzentgelte geprägt. Diese werden aus Erlösobergrenzen für die Netzbetreiber ermittelt und als Entgelte für den Zugang zu den Energieversorgungsnetzen umgelegt. Diese Netznutzungsentgelte enthalten Investitionskosten, Maßnahmen zum Engpassmanagement sowie seit 2012 auch Qualitätselemente. Die zeitliche und räumliche Auslastung des Netzes findet in den Netzentgelten jedoch kaum Berücksichtigung. Dieses System bietet somit keinerlei Anreiz, die Transportkosten bei der Produktion von Strom oder Investitionen in neue Kapazitäten zu berücksichtigen. Es gibt für Kraftwerksbetreiber keinen Anreiz, Netzengpässe zu vermeiden.

Zur Verhinderung von Engpässen werden derzeit, wie bereits oben erwähnt, Redispatch-Maßnahmen ergriffen, die in den letzten Jahren stark angestiegen sind (Bundesnetzagentur und Bundeskartellamt, 2012). Unabhängig vom Verfahren zur Auswahl der Redispatch-Kapazitäten, eignen sich derartige Maßnahmen nur für die kurzfristige Beseitigung von Engpässen. Als langfristige Lösung ist das Redispatch derzeit jedoch weniger geeignet, da die Ein- und Ausspeisungen in das Netz verändert werden, ohne dass Anreize gebildet werden, das zugrunde liegende Problem des Netzengpasses zu beheben.

¹¹Quelle: Bundesnetzagentur (2013b)

3.2.1 Nodal Pricing

Konträr zum derzeitigen System mit einheitlichen Strompreisen und fixen, umlagefinanzierten Netzentgelten in einer Marktzone ist das Prinzip des Nodal Pricing. Beim Nodal Pricing wird der Preis an den verschiedenen Knotenpunkten des Netzgebietes gebildet. Dieser enthält sowohl die Kosten für die Erzeugung als auch für den Transport von Strom. Dadurch entstehen regionale Preise unter Berücksichtigung der jeweiligen lokalen Gegebenheiten, also von Angebot und Nachfrage für Strom sowie möglichen Engpässen im Netz. Aus ökonomischer Sicht handelt es sich beim Nodal Pricing um das optimale Verfahren, da das System zeitgleich eine effiziente Allokation knapper Erzeugungs- und Übertragungskapazitäten ermöglicht (vgl. Leuthold et al., 2008 und Frontier Economics, 2009).

Nodal Pricing wird derzeit in verschiedenen Märkten¹² angewendet. Allerdings ist zu beachten, dass die Einführung eines solchen Systems in Deutschland mit einer weit reichenden Umgestaltung des Stromsektors verbunden wäre. Beispielsweise wäre ein einheitlicher Netzbetreiber (Independent System Operator (ISO)) erforderlich. Außerdem geht Nodal Pricing in der Regel mit einem Handelssystem einher, bei dem alle Transaktionen verpflichtend über eine zentrale Stelle (Pool) abgewickelt werden. Die Einführung und der Übergang zum Nodal Pricing erscheint zeit- und kostenintensiv.

Um Engpässe mit den korrespondierenden Signalen, also Knappheitspreisen, auszustatten gibt es Ansätze, die weniger stark als Nodal Pricing in das bestehende System eingreifen. Diese Ansätze liegen zwischen den beiden Extremen der fixen, umlagefinanzierten Netzentgelte in einer einheitlichen Marktzone und dem sehr flexiblen Nodal Pricing. Die, aus unserer Sicht, relevantesten sind regional differenzierte Netzentgelte und Market Splitting.

¹²Beispiele sind die Großhandelselektrizitätsmärkte Kaliforniens, New Yorks, und 13 weiterer amerikanischer Bundesstaaten organisiert durch Independent System Operator PJM sowie NordPool

	Bestehende Preiszone		Änderung der Preiszone	
	Umlagefinanzierte Netzentgelte	Regional differenzierte Netzentgelte	Market Splitting	Nodal Pricing
Wettbewerb	← ← Größerer Markt ← ←			
Weitergabe tatsächlicher Knappheit	→ → Preise spiegeln Knappheit wieder → →			
Lokale Knappheit	Keine Berücksichtigung der Netzknappeit	Netzentgelte gemäß geschätzter Knappheit	Markt generiert Preise für tatsächliche Netzknappeit	
Zeitliche Knappheit	Keine Weitergabe der Knappheit im Tagesverlauf		Knappheit wird über Tagesverlauf weitergegeben	

Abbildung 4: Möglichkeiten der Netzbepreisung

3.2.2 Regional differenzierte Netzentgelte

Engpässe in Elektrizitätsnetzen können ebenfalls durch regional differenzierte Netzentgelte bepreist werden. Solche Ein- und Ausspeisetarife werden beispielsweise in England oder Schweden angewendet. Ziel ist es, den Netznutzern Preissignale zu geben und sie so den Knappheiten direkt auszusetzen. Im Gegensatz zum bisherigen System mit einheitlichen, umlagefinanzierten Entgelten sollen die Preise dann Auswirkungen auf die Standortauswahl haben.

Im bisherigen System tragen nur die Ausspeiser die Netzinfrastuktorkosten. Allerdings könnten durch eine Veränderung dieses Systems auch Einspeiser durch Kosten der Netzinfrastuktur belastet werden. So könnten den Erzeugern und somit Einspeisern unterschiedliche, regional differenzierte Netznutzungsentgelte auferlegt werden. Die Anteile der Umlage auf Ein- bzw. Ausspeiser werden je nach Ausgestaltung unterschiedlich aufgeteilt. Der konkreten Ausgestaltung in Deutschlands müsste eine tiefergehenden Analyse vorausgehen. So sind Auswirkungen auf die Wettbewerbssituation der einzelnen Marktteilnehmer, Verteilungs- und mögliche Mitnahmeeffekte zu analysieren (vgl. Frontier Economics und Consentec, 2008).

In der praktischen Ausgestaltung für Deutschland könnten im Norden höhere Einspeise- sowie niedrigere Ausspeisetarife angesetzt werden. Im Süden gäbe es niedrigere Einspeise- und höhere Ausspeisetarife. Die Tarife wären nach den tatsächlichen Lastflüssen fest zu setzen. Somit würden Engpasssituationen abgebildet und Investitionsanreize gesetzt. Die Erzeuger würden die unterschiedlich hohen Einspeisetarife in ihre Investitionsentscheidungen einrechnen. Wären die Rahmenbedingungen ansonsten identisch, wäre es für den Erzeuger somit sinnvoll, in der Region mit niedrigeren Einspeisetarifen zu investieren.

3.2.3 Market Splitting

Eine weitere Ausgestaltungsmöglichkeit ist das Market Splitting. In diesem Verfahren wird ein Marktgebiet in mehrere Preiszonen unterteilt, wenn nicht genügend Übertragungskapazitäten zwischen bestimmten Gebieten vorhanden sind. Dabei wird die Vergabe der Übertragungskapazitäten gemeinsam mit der Energieauktion an der Elektrizitätsbörse durchgeführt. Man spricht hier auch von impliziten Auktionen von Übertragungskapazitäten (Bundesnetzagentur und Bundeskartellamt, 2012). In diesem Ansatz teilt sich der Markt, wie beim Nodal Pricing, in verschiedene Zonen. Die Grenze wird dabei durch den Engpass bestimmt. Allerdings wird der Markt nicht komplett regionalisiert, sondern nur an bestimmten besonders neuralgischen Punkten getrennt. Wenn diese Engpässe nicht relevant sind, bilden sich in der Marktzone die gleichen Preise heraus. Nur in Situationen, in denen die Übertragungskapazitäten limitiert sind, sehen sich die Marktteilnehmer unterschiedlichen Preisen ausgesetzt. Ein solches System wird beispielsweise in Italien angewendet.

Das Market Splitting ist dem Market Coupling sehr ähnlich, welches bereits heute, unter anderem zwischen Deutschland und Frankreich, angewendet wird. Beim Market Coupling werden die Gebote allerdings an mehreren Strombörsen abgegeben und danach wiederum die Übertragungskapazitäten durch implizite Auktionen berücksichtigt. So geben Erzeuger ihre Gebote an der jeweiligen Strombörse ab, unter Berücksichtigung der Kapazitäten der Grenzkuppelstellen wird dann ein grenzüberschreitender Ausgleich erzeugt. Wenn die Kapazitäten der Grenzkuppelstellen ausreichend sind, bildet sich für die beiden Länder der gleiche Day-Ahead Preis heraus. Falls dies nicht der Fall ist, entstehen unterschiedliche Preise in den beiden Marktzone. Im Jahr 2011 waren zwischen Deutschland und Frankreich beispielsweise 68 Prozent der stündlichen day-ahead Preise identisch (ACER und CEER, 2012). Das Market Coupling wird nicht nur zwischen Deutschland und Frankreich angewendet. Es findet allgemeine Anwendung im Stromssystem Central Western Europe (CWE), zu dem Belgien, Frankreich, Luxemburg, Deutschland, Österreich und die Niederlande gehören.

Ein zentraler Aspekt des Market Splitting ist, dass die Knappheitspreise direkt auf dem Spotmarkt auftreten und somit Engpässe direkt im Strompreis abgebildet werden. Im Gegensatz dazu lösen Redispatch-Maßnahmen die Engpässe nach der Preisbildung auf dem Spotmarkt durch einen geänderten Kraftwerkseinsatz auf. Das Market Splitting hat Vorteile sowohl gegenüber dem Nodal Pricing, als auch gegenüber regional differenzierten Netzentgelten. Einerseits vermeidet es eine tiefgreifende Umgestaltung des Elektri-

zitätsmarktes, wie sie für das Nodal Pricing notwendig wäre. Zudem ist Market Splitting einfacher mit einem gemeinsamen europäischen Strommarkt zu vereinbaren. Andererseits ergeben sich die impliziten Preise der Netzengpässe durch den Markt. Sie spiegeln damit zeitliche und räumliche Schwankungen der Engpässe wieder und müssen nicht durch die Regulierungsbehörde festgelegt werden.

Die Preisunterschiede zwischen den Marktzonen setzten Investitionsanreize, die zu ihrem Verschwinden beitragen. Kurzfristig können divergierende Preise auch die Abschaltung von konventionellen Kraftwerken in Regionen mit knapperen Kapazitäten verhindern, die in einer einheitlichen Preiszone nicht mehr wirtschaftlich betrieben werden können. Langfristig tragen die unverzerrten Investitionsanreize zum bedarfsgerechten Aufbau von Kapazitäten bei und reduzieren damit die Notwendigkeit, flankierende Maßnahmen zur Sicherung ausreichender Kapazitäten zu ergreifen. Bei der Ausgestaltung eines Stromsystems mit Market Splitting sind allerdings verschiedene Aspekte zu beachten. Aus ökonomischer Sicht sollte vor allem die Wettbewerbsintensität in den jeweiligen Teilmärkten analysiert werden, um Situationen zu verhindern in denen Marktmachtpositionen ausgenutzt werden (vgl. Frontier Economics und Consentec, 2011).

Falls genügend Übertragungskapazitäten im System vorhanden sind, werden keine divergierenden Preise realisiert. In der derzeitigen Situation für Deutschland, diese wurde bereits oben erläutert, wäre beispielsweise eine Zweiteilung in Nord und Süd denkbar. So würden die aktuellen Engpässe bewirtschaftet und Anreize für Investitionen gesetzt. Momentan würde dies niedrigere Preise in der Zone Nord als in der Zone Süd bedeuten. Darauf wären Angebots- und Nachfragereaktionen zu erwarten. Dies könnten Investitionen in den Netzausbau, Kraftwerkszubau, Nachfragemanagement, Speicher etc. sein. Diese Investitionen werden durch die Reaktion auf Knappheitspreise ausgelöst und orientieren sich somit an deren regionaler und zeitlicher Ausprägung. Durch diese Signale könnten effiziente Investitionen gefördert und ein unnötiger Zu- sowie Rückbau verhindert werden. Somit würde die Effizienz des Gesamtsystems erhöht.

4 Fazit

Die Ausgestaltung der Förderung erneuerbarer Energien ist zur Zeit ein bestimmendes Thema energiepolitischer Debatten. Das Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) hat die großflächige Einführung der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energiequellen ermöglicht. Die Erneuerbaren sind keine Nischentechnologie mehr. Während zu Beginn der Förderung insbesondere die Effektivität des Förderinstruments Ausschlag gebend war, so ist heute

vor allem mehr Kosteneffizienz gefragt. Die Förderung der Erneuerbaren muss angepasst werden, um die ambitionierten Ziele der Energiewende erreichen und die Stromversorgung in Deutschland klimaneutral und nachhaltig gestalten zu können.

Als größtes Hindernis eines kosteneffizienten Ausbaus der erneuerbaren Energien identifizieren wir, dass Investoren und Produzenten ihre Entscheidungen nicht davon abhängig machen, wann und wo Elektrizität benötigt wird. Orientiert sich der zukünftige Ausbau der erneuerbaren Energien nicht an der Nachfrage von Elektrizität drohen sowohl zeitliche als auch regionale Über- und Unterproduktion. Damit einher gehen unnötige Kosten, einerseits durch zusätzliche Maßnahmen zur Sicherung der Versorgung im Falle von Unterproduktion, andererseits durch unnötige Überproduktion an anderer Stelle.

Wir plädieren dafür, Energiemärkte so zu organisieren, dass möglichst unverzerrte Preise entstehen, die die jeweilige Knappheit von Elektrizität und dem Netz widerspiegeln. Diese Knappheitspreise liefern sodann die Grundlage für effiziente Investitions- und Produktionsentscheidungen. Eine Kombination der Markintegration Erneuerbarer über eine Prämie auf den Börsenpreis und des Market Splitting zur Bepreisung von Netzenspässen schafft eine bessere Koordination des örtlichen und zeitlichen Abrufs erneuerbarer sowie konventioneller Erzeugungsanlagen. Außerdem führt es zu besseren Anreizen zur Auflösung von Engpässen durch kurzfristige und, mehr noch, langfristige Maßnahmen, wie Investitionen in Netzausbau, Kraftwerksbau, Nachfragemanagement oder Speicher.

Auch ihre praktische Umsetzbarkeit spricht für diese neue Marktordnung. Das Market Splitting ist gut mit der Integration der europäischen Strommärkte vereinbar und kann ohne grundsätzliche Umgestaltung des Großhandelsmarktes etabliert werden. Der Energy-Only-Markt ist die Grundlage, auf der sowohl Market Splitting als auch Marktprämie aufbauen. Die Marktprämie kann zudem aus dem heutigen EEG heraus weiterentwickelt werden. Sowohl technologie neutrale, als auch technologie spezifische Fördersätze sind möglich. Auch kann die Marktprämie mit verhältnismäßig geringem Aufwand an zukünftige Entwicklungen angepasst werden. Zudem ist sie mit anderen Systemen zur Bepreisung von Netzenspässen kompatibel.

Die hier skizzierte Marktordnung kann die Effizienz des Energiesystems steigern und damit die gesamtwirtschaftlichen Kosten der Stromversorgung senken. Nichtsdestoweniger würde es in diesem System zu Umverteilungseffekten kommen. Beispielsweise ist davon auszugehen, dass sich Stromnachfrager in Süddeutschland höheren Preisen ausgesetzt sehen, während Elektrizitätsanbieter im Norden niedrigere Preise hinnehmen müssten. Zum Teil würden auch Kosten umverteilt, die durch Ineffizienzen im alten Marktdesign entstanden sind. Die Lösung solcher Verteilungsprobleme muss Teil der politischen Umsetzung

einer neuen Marktordnung für den Strommarkt sein. In dieser, an Effizienzgesichtspunkten orientierten, Skizze können wir sie nicht im Detail analysieren. Wir sind jedoch davon überzeugt, dass eine kosteneffiziente Stromerzeugung mehr Spielraum für die Lösung von Verteilungsfragen lässt.

5 Quellen

Agency for the Cooperation of Energy Regulators (ACER) und Council of European Energy Regulators ASBL (CEER) (2012): *Annual Report on the Results of Monitoring the Internal Electricity and Natural Gas Markets in 2011*, Luxemburg.

Amundsen, Eirik, S., Baldursson, Fridrik, M. und Mortensen, J. B. (2006): *Price Volatility and Banking in Green Certificate Markets*. Environmental and Resource Economics 35, 259-287.

Arbach, S., Gerlach, A.-K., Kühn, P. und Pfaffel, S. (2013): *Entwicklung der Windenergie in Deutschland*. Agora Energiewende, Berlin.

Bode, S. und Groscurth, H. (2013): *Wechsel ja, Systemsprung nein - Weiterentwicklung beim EEG*. In: Die Zukunft des EEG - Evolution oder Systemwechsel?, Agora Energiewende, Berlin.

Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie (2013): *Energiedaten. Ausgewählte Grafiken. Tabelle 22*. Letzte Änderung 11. April 2013, Berlin.

Bundesnetzagentur (2012): *Bericht zum Zustand der leitungsgebundenen Energieversorgung im Winter 2011/2012*, Bonn.

Bundesnetzagentur (2013a): *Bericht zum Zustand der leitungsgebundenen Energieversorgung im Winter 2012/13*, Bonn.

Bundesnetzagentur (2013b): *Kraftwerksliste - Veröffentlichung zum erwarteten Zu- und Rückbau 2013 bis 2015 - Stand 22.07.2013*, Bonn.

Bundesnetzagentur und Bundeskartellamt (2012): *Monitoringbericht 2012*, Bonn.

Frontier Economics (2009): *Generator Nodal Pricing - a review of theory and practical application*, Melbourne.

Frontier Economics (2012): *Die Zukunft des EEG - Handlungsoptionen und Reformansätze*, London.

Frontier Economics und Consentec (2008): *Notwendigkeit und Ausgestaltung geeigneter Anreize für eine verbrauchsnahe und bedarfsgerechte Errichtung neuer Kraftwerke*, London.

Frontier Economics und Consentec (2011): *Bedeutung von etablierten nationalen Gebotszonen für die Integration des europäischen Strommarkts - ein Ansatz wohlfahrtsorientierter Beurteilung*, London.

Kopp, O. und Schröer, S. (2013): *Das Leitsystem erneuerbare Energien: Den Markt fordern statt Interessengruppen fördern*. Wirtschaftsdienst 93, (5).

Kopp, O., Bode, S. und Groscurth, H. (2013): *Wege in ein wettbewerbliches Strommarktdesign für erneuerbare Energien*, Mannheim.

Leuthold, F., Weigt, H. und von Hirschhausen, C. (2008): *Efficient pricing for European electricity networks - The theory of nodal pricing applied to feeding-in wind in Germany*. Utilities Policy 16, (4), 284-291.

Matthes, F. (2013): *Vision und Augenmaß. Zur Reform des Flankierungsrahmens für die Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien*. In: Die Zukunft des EEG - Evolution oder Systemwechsel?, Agora Energiewende, Berlin.

Schmidt, C. (2013): *Die Zukunft des EEG - Evolution oder Systemwechsel?*. In: Die Zukunft des EEG - Evolution oder Systemwechsel?, Agora Energiewende, Berlin.

Verband kommunaler Unternehmen (2013): *Ein zukunftsfähiges Energiemarktdesign für Deutschland*, Berlin.

Wawer, T. (2007): *Konzepte für ein nationales Engpassmanagement im deutschen Übertragungsnetz*. ZfE - Zeitschrift für Energiewirtschaft 31, (2), 109-116.